

Resolución de Consejo Directivo que resuelve los recursos de reconsideración interpuestos por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 047-2025-OS/CD, mediante la cual se aprobaron los peajes y compensaciones de los SST y SCT del periodo mayo 2025 – abril 2029; y, contra la Resolución N° 049-2025-OS/CD, mediante la cual se fijó el cargo unitario de liquidación de los SST y SCT, producto de la liquidación anual de ingresos, aplicable al periodo mayo 2025 – abril 2026

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 112-2025-OS/CD**

Lima, 24 de junio de 2025

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, con fecha 15 de abril de 2025, se publicó en el diario oficial El Peruano, la Resolución N° 047-2025-OS/CD (“Resolución 047”), mediante la cual se aprobaron los peajes y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (“SST”) y los Sistemas Complementarios de Transmisión (“SCT”) aplicables el periodo comprendido del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029;

Que, en la misma fecha, se publicó en el diario oficial El Peruano, la Resolución N° 049-2025-OS/CD (“Resolución 049”), mediante la cual se fijó el cargo unitario de liquidación de los SST y SCT para el periodo comprendido del 1 de mayo 2025 al 30 de abril de 2026, como consecuencia de la liquidación anual de los ingresos por el servicio de transmisión eléctrica de SST y SCT;

Que, con fecha 12 de mayo de 2025, Electro Dunas S.A.A. (“Electro Dunas”), dentro del plazo establecido, interpuso recursos de reconsideración contra la Resolución 047 y la Resolución 049, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dichos recursos impugnativos.

2. ACUMULACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS INICIADOS POR LOS RECURSOS

Que, el artículo 160 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (“TUO de la LPAG”), establece que la autoridad responsable de la instrucción, por propia iniciativa o a instancia de los administrados, dispone mediante resolución irrecurrible, la acumulación de los procedimientos en trámite que guarden conexión;

Que, de la revisión de los recursos formulados por la recurrente, y atendiendo a la naturaleza conexa de sus petitorios se verifica que éstos no confrontan intereses incompatibles, por el contrario comparten el mismo contenido, por lo que resulta procedente que el Consejo Directivo de Osinergmin, como órgano competente, disponga

la acumulación de los procedimientos originados por la presentación de los citados recursos de reconsideración, a efectos de que sean tramitados y resueltos conjuntamente en decisión única, mediante resolución.

3. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, en sus recursos de reconsideración interpuestos contra la Resolución 047 y la Resolución 049, Electro Dunas solicita lo siguiente:

- 1) Reconocer las inversiones adicionales en el proyecto LT 60 kV Chiribamba – Caudalosa;
- 2) Reconocer los trabajos civiles asociados a la renovación de las celdas en la SET Tacama;
- 3) Reconocer los trabajos civiles asociados a la implementación de las celdas en la SET Luren;

Que, adicionalmente, en su recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución 047, Electro Dunas solicita lo siguiente:

- 4) Considerar la inyección de la central térmica Independencia para el cálculo del factor de pérdidas medias (“FPMd”);
- 5) Cambiar la fecha de puesta en servicio de los proyectos SET Copara y segunda terna de LT 220 kV Independencia – El Ángel.

3.1 RECONOCER LAS INVERSIONES ADICIONALES EN EL PROYECTO LT 60 KV CHIRIBAMBA – CAUDALOSA

3.1.1 Sustento del petitorio

Que, Electro Dunas solicita el reconocimiento de diversas modificaciones implementadas en la LT 60 kV Chiribamba – Caudalosa, aprobada en el Plan de Inversiones 2017–2021 (“PI 2017-2021”). La recurrente sostiene que las condiciones geográficas, sociales y técnicas del proyecto justifican ajustes en varios componentes constructivos y económicos frente a los valores establecidos en la Base de Datos de Módulos Estándares (“BDME”);

Que, solicita el reconocimiento de un vano promedio de 270 metros (m), a diferencia de los 360–400 m en sierra utilizados en los módulos estándares. Agrega que, de las simulaciones realizadas con el software DLTCad, se evidencia que solo con un vano de 270 m se cumplen los requisitos normativos de seguridad eléctrica, en especial bajo condiciones de temperatura mínima y carga de hielo. Asimismo, presenta un análisis comparativo de vanos promedio en líneas existentes a nivel nacional, donde se indica que el promedio para líneas de 60 kV en zona sierra es de 300 m, lo cual se alinea con la solución implementada;

Que, solicita reconocimiento de parámetros actualizados para fundaciones de torres, así como de nuevas dimensiones y características en las cimentaciones, sustentadas en estudios geotécnicos propios y simulaciones de carga estructural. Además, solicita que Osinergmin utilice los valores actualizados de la nueva base de datos 2021 y no los de la base anterior usada en el PI 2017-2021, por reflejar con mayor fidelidad las condiciones reales del proyecto;

Que, asimismo, solicita el reconocimiento de la sección de conductor instalada ACSR de 273 mm², en lugar del conductor de 250 mm² aprobado en el PI 2017-2021. La recurrente justifica dicho cambio por razones de eficiencia eléctrica, seguridad operativa y cumplimiento normativo. Además, presenta una memoria de cálculo de ingeniería del conductor, así como diversas órdenes de compra, facturas y valorizaciones;

Que, Electro Dunas solicita el reconocimiento del costo de servidumbre, presentando un pago de S/ 99 750,20 a la Comunidad Campesina Salcca Santa Ana por el establecimiento de la servidumbre necesaria para la ejecución de la línea y la subestación. Añade que, este monto incluye indemnizaciones por uso del suelo y compensaciones por restricciones de uso, según lo dispuesto en el artículo 112 de la Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE");

Que, respecto al reconocimiento del interés intercalario de 28,3 %, Electro Dunas menciona que el proyecto se ejecutó en un plazo de 63 meses, con hitos intermedios de adquisición y ejecución, por lo que el cálculo presentado considera retrasos por la pandemia de COVID-19, conflictos sociales con la comunidad y modificaciones de plazo aprobadas por Osinergmin, que extendieron la puesta en servicio hasta febrero de 2024, adjuntando archivos de cálculo que aplican el cronograma extendido a la base modular regulatoria;

Que, adicionalmente, la recurrente solicita el reconocimiento de costos reales de acero de refuerzo y acero para torres, indicando que los precios reales de adquisición de acero superan los valores considerados por Osinergmin en la BDME.

3.1.2 Análisis de Osinergmin

Que, la remuneración de las instalaciones que conforman el SCT se determina sobre la base de costos estándar de mercado, según lo dispuesto en el literal b) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM;

Que, ello implica que la valoración de las instalaciones no se basa en costos reales incurridos o simulaciones específicas de cada proyecto, sino en módulos estándar preestablecidos por Osinergmin, con el objetivo de asegurar criterios de eficiencia y comparabilidad en el tratamiento tarifario;

Que, así, la fijación de las tarifas —para reconocer la inversión, así como los costos de operación y mantenimiento (“COyM”)— a ser asumidas por los usuarios del servicio público de electricidad, se efectúa a partir de una valorización basada en los costos estándares contenidos en la BDME aprobada por Osinergmin. Esto significa que la remuneración es independiente del costo real del proyecto, el cual puede ser mayor o menor que el monto reconocido tarifariamente;

Que, la regulación tarifaria para proyectos de transmisión incluidos en el Plan de Inversiones no contempla el reconocimiento de costos ad-hoc asumidos por cada empresa en la ejecución de sus proyectos. Por el contrario, los módulos estándares establecen valores por tipo de elemento, con el objetivo de incentivar la eficiencia en las inversiones. De permitirse que la regulación reconozca los costos específicos de cada proyecto, se perdería la utilidad y el propósito normativo de contar con una BDME y se contravendría el principio de eficiencia establecido en los artículos 8 y 42 de la LCE;

Que, para la valorización del proyecto materia de análisis se utilizó la BDME aprobada mediante la Resolución N° 177-2015-OS/CD, actualizada por última vez mediante la Resolución N° 062-2021-OS/CD (“BDME-2021”). Esta aplicación responde a lo dispuesto en la tercera disposición complementaria final de la Resolución N° 179-2018-OS/CD, donde se establece que la BDME-2021 se aplica para la valorización de proyectos aprobados en los planes de inversión hasta el periodo 2017-2021;

Que, respecto al vano promedio, fundación de torres y cambio de sección de conductor, Electro Dunas no ha sustentado por qué correspondería revisar en esta etapa aspectos que competen claramente a un proceso de reestructuración de la BDME. Al respecto, el Regulador reitera su posición, respecto a que dichas modificaciones deben evaluarse exclusivamente en el marco de dicho proceso de reestructuración, conforme lo establece el numeral 4.8 del “Procedimiento para la Actualización de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión”, aprobado mediante Resolución N° 171-2014-OS/CD, y ser aplicables para las instalaciones en las que rija su vigencia;

Que, respecto a los costos de servidumbre, es importante señalar que la BDME-2021 sí reconoce valores estándar asociados a este concepto. Estos costos son determinados en un proceso de reestructuración de la BDME y pueden verificarse específicamente en el módulo “LT-060SIR2TASIC2250A”, en la partida denominada “Servidumbre”. Por tanto, se confirma que dichos costos están efectivamente considerados en la tarifa, en función de las reglas vigentes. En consecuencia, no corresponde modificar el vano promedio, los parámetros de fundación de las torres, ni la sección del conductor;

Que, los gastos financieros están contemplados en la BDME-2021, tanto para líneas como para subestaciones, y se calculan según tiempos estándar de

ejecución definidos durante su estructuración. Por ello, no corresponde ajustarlos según los plazos reales de un proyecto específico, teniendo en cuenta que el titular de transmisión es responsable de actuar diligentemente y prever los mecanismos necesarios para evitar contingencias de cualquier tipo, con el objetivo de cumplir con su obligación de brindar cobertura a su demanda en condiciones de calidad y de operación óptima;

Que, respecto a la partida de refuerzo y acero para torres, Electro Dunas no ha justificado por qué debería revisarse en esta etapa, considerando que los costos reales no pueden reemplazar los estándares definidos en la BDME, cuya actualización sigue un procedimiento específico regulado por el artículo 139 del Reglamento de la LCE y la norma de Osinergmin de desarrollo;

Que, en consecuencia, este extremo del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución 047 debe ser declarado infundado;

Que, de otro lado, la valorización de los proyectos de transmisión no ha sido abordada en la Resolución 049 por no tratarse de aspectos relacionados con la liquidación anual de ingresos del servicio de transmisión, pero sí, con la fijación de peajes y compensaciones, según se está analizando;

Que, por lo tanto, este extremo del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución 049 debe ser declarado improcedente.

3.2 RECONOCER LOS TRABAJOS CIVILES ASOCIADOS A LA RENOVACIÓN DE LAS CELDAS EN LA SET TACAMA

3.2.1 Sustento del petitorio

Que, Electro Dunas solicita el reconocimiento de los costos de obras civiles ejecutadas para la implementación de una nueva sala de celdas de 10 kV en la SET Tacama, argumentando que, con las características físicas y técnicas de la instalación existente resultaba inviable reutilizar infraestructuras anteriores. Por tanto, sostiene que las inversiones civiles realizadas deben ser incorporadas en la valorización regulatoria mediante la aplicación de un factor de reconocimiento sobre los módulos aprobados;

Que, la recurrente señala que, la SET Tacama ha sido modificada progresivamente para atender el crecimiento de la demanda eléctrica, incorporando nuevos niveles de tensión, mayor potencia instalada y tecnología actualizada en sus celdas. Estas mejoras, según indica, no previstas en el diseño original, no pueden considerarse previamente reconocidos en valorizaciones anteriores del sistema;

Que, Electro Dunas argumenta la imposibilidad de uso del espacio existente, indicando que, la sala de control ya se encontraba ocupada con tableros de protección y medición de todas las tensiones, para ello presenta planos con zonas ocupadas y se incluye evidencia fotográfica. Añade, respecto a la sala de celdas de 22,9 kV, que aunque existe espacio de reserva para cinco celdas adicionales, esto no permite el montaje de las celdas requeridas para el nuevo proyecto. Adjunta planos, medidas reales y fotos donde muestra un déficit de al menos 0,67 m, además de restricciones de canaletas para cables;

Que, respecto al modelo propuesto para la valorización, Electro Dunas plantea un modelo de reconocimiento indirecto, mediante la aplicación de un factor de ajuste al componente nacional de los módulos aprobados para celdas de 10 kV en la SET Tacama;

Que, agrega que, con este factor se determine, con base a costos estándares de obras civiles del módulo de obras comunes de la BDME, actividades efectivamente realizadas, sin modificación de cantidades ni precios unitarios estándares, costo total de obras civiles. Asimismo, las actividades solicitadas para reconocimiento incluyen campamentos, oficinas, almacenes, vigilancia; edificio de control, ductos, canaletas, instalaciones sanitarias y eléctricas; movilización, limpieza, eliminación de excedentes;

Que, Electro Dunas solicita el reconocimiento de los trabajos civiles ejecutados en la SET Tacama para implementar la nueva sala de celdas de 10 kV. Alega que las condiciones técnicas de la subestación existente hacían imposible reutilizar infraestructura previa, y que su propuesta se ajusta al marco normativo vigente, respetando los costos de la BDME mediante el uso de un factor de ajuste razonado y sustentado.

3.2.2 Análisis de Osinergmin

Que, en la modificatoria del Plan de Inversiones 2021–2025 (“PI 2021–2025”), a causa de la aprobación de un nuevo transformador, se evidenciaba la necesidad de nuevos espacios donde se debían reubicar las celdas en 10 kV, las cuales se verifica que Electro Dunas ha construido un ambiente para albergar dichas celdas;

Que, las instalaciones de la SET Tacama –originalmente concebidas como parte de los SST– han sido modificadas progresivamente a lo largo del tiempo, en función del planeamiento y la atención de la demanda. En particular, el cambio de tecnología de celdas tipo exterior a celdas tipo interior ha generado la necesidad operativa de centralizar las funciones de control, protección y maniobra de los nuevos equipos, conforme a los estándares técnicos requeridos para subestaciones;

Que, estas nuevas celdas requieren un ambiente controlado que garantice condiciones adecuadas de operación, accesibilidad para el mantenimiento y protección frente a condiciones ambientales adversas. Por ello, la implementación de un edificio de control responde a una necesidad técnica y operativa;

Que, por tanto, se justifica la inclusión del edificio de control debido a la necesidad de albergar adecuadamente las celdas de media tensión (10 kV y 22,9 kV);

Que, no obstante, respecto al sustento presentado por Electro Dunas en el presente recurso, se advierte que la recurrente argumenta que no dispone de espacio suficiente en su sala existente de 22,9 kV. Sin embargo, estos argumentos no fueron considerados válidos por las siguientes razones: i) los espacios que Electro Dunas proyecta reservar para futuras instalaciones en 22,9 kV no están contemplados un plan de inversiones, por lo que actualmente se encuentran disponibles; y ii) en cuanto, a la supuesta falta de espacio, Electro Dunas indica que las celdas requieren un total de 5,1 metros, pero los planos muestran un espacio disponible de 5,5 metros;

Que, complementariamente, Electro Dunas presentó una propuesta de reconocimiento del edificio de control utilizando un factor de reconocimiento basado en partidas de un módulo de obras comunes para subestaciones de 60 kV con barra simple. Sin embargo, dicha propuesta presenta inconsistencias; tales como: i) el uso de un nivel de tensión distinto al de media tensión; ii) la inclusión de metrados correspondientes a un patio de llaves completo, con un área de terreno extensa, cuando el alcance real del proyecto se limita a un edificio de control;

Que, actualmente, el módulo de obras comunes se encuentra subdividido en cuatro submódulos: obras civiles, edificio de control, red de tierra profunda e instalaciones eléctricas al exterior. Por tanto, para efectos del reconocimiento, se ha considerado el submódulo de edificio de control, con un área fija de 33,86 m² y una variable de 50,78 m²;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio del recurso de reconsideración contra la Resolución 047 debe ser declarado fundado en parte: fundado en lo concerniente a la necesidad de considerar un edificio de control para las celdas de media tensión, e infundado en lo relativo a la utilización de un factor de reconocimiento basado en partidas específicas de un módulo de obras civiles que no corresponde al alcance real del proyecto;

Que, de otro lado, la valorización de los proyectos de transmisión no ha sido abordada en la Resolución 049 por no tratarse de aspectos relacionados con la liquidación anual de ingresos del servicio de transmisión, pero sí, con la fijación de peajes y compensaciones, según se está analizando;

Que, por lo tanto, este extremo del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución 049 debe ser declarado improcedente.

3.3 RECONOCER LOS TRABAJOS CIVILES ASOCIADOS A LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS CELDAS EN LA SET LUREN

3.3.1 Sustento del petitorio

Que, la recurrente solicita el reconocimiento de los costos de obras civiles ejecutadas para la implementación de una nueva sala de celdas de 22,9 kV en la SET Luren, en el marco del PI 2021-2025. Según la recurrente, esta inversión fue necesaria debido a la falta de espacio en la infraestructura existente y a la necesidad técnica de atender nuevas demandas y mejorar la distribución de carga entre los devanados del transformador instalado;

Que, respecto a la falta de espacio en la SET Luren, Electro Dunas afirma que la infraestructura existente no contaba con espacio disponible para nuevas celdas de media tensión, por lo que, presenta un plano CAD y registros fotográficos donde presenta la ocupación total del edificio original y la necesidad del nuevo espacio;

Que, respecto al modelo propuesto para valorización, de manera similar a la solicitud para la SET Tacama, Electro Dunas propone que se reconozcan los costos de obras civiles a través de un factor de ajuste aplicado al componente nacional de los módulos aprobados para celdas de 22,9 kV en la SET Luren;

Que, agrega, con este factor se determine con base en actividades estandarizadas de la BDME (módulo de obras comunes), costos sin alteración de cantidades ni precios unitarios regulados, evidencias de ejecución de cada actividad, documentadas en el informe anexo que presenta y en el archivo AD8_Valorización.xlsx. Asimismo, las actividades solicitadas para reconocimiento incluyen campamentos, oficinas, almacenes, servicios sanitarios y eléctricos, edificio de control, ductos, canaletas, eliminación de material excedente, movilización, limpieza y replanteo, entre otros;

Que, refiere la recurrente, la normativa actual permite reconocer mayores costos cuando las instalaciones reales difieren de las aprobadas en el plan de inversiones, siempre que el titular sustente dichas diferencias.

3.3.2 Análisis de Osinergmin

Que, si bien en el PI 2021-2025 se consideró la incorporación del nivel de tensión de 22,9 kV adicional al existente de 10 kV, ello no constituye, por sí solo, un sustento técnico suficiente para justificar la construcción de un nuevo edificio de control, ya que ambos niveles de tensión pueden coexistir en una misma sala de control;

Que, a partir de la información remitida en esta etapa del proceso —incluyendo planos y fotografías— se ha verificado que el edificio de control actualmente existente ya no cuenta con el espacio necesario para albergar las celdas de 22,9 kV aprobadas en el citado plan de inversiones;

Que, desde la implementación de la SET Luren en el año 2011 —la cual forma parte de los SCT— se reconoció, entre las obras comunes, un edificio de control con un área determinada. Sin embargo, como parte del planeamiento y expansión para atender el crecimiento de la demanda, esta subestación ha experimentado un incremento progresivo en la cantidad de celdas de 10 kV, así como la incorporación de nuevas celdas de 22,9 kV;

Que, en este contexto, y con base en los planos enviados por Electro Dunas, se ha determinado que la incorporación de estas nuevas celdas requiere un área mayor a la reconocida originalmente. Esta necesidad persiste incluso si se optimizara el uso del edificio existente. Por tanto, con el objetivo de garantizar condiciones adecuadas de operación, accesibilidad para el mantenimiento, atención de la demanda y disponibilidad de espacio para futuras ampliaciones, corresponde reconocer la ampliación del edificio de control para la implementación adecuada de las celdas en media tensión (10 kV y 22,9 kV);

Que, complementariamente, Electro Dunas presentó una propuesta de reconocimiento del edificio de control, la cual es idéntica a la presentada para la SET Tacama. En consecuencia, sobre el reconocimiento del edificio de control, en este caso el análisis será equivalente al contenido en el numeral 3.2.2 precedente;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio del recurso de reconsideración contra la Resolución 047 debe ser declarado fundado en parte: fundado en lo concerniente a la necesidad de considerar un edificio de control para las celdas de media tensión, e infundado en lo relativo a la utilización de un factor de reconocimiento basado en partidas específicas de un módulo de obras civiles que no corresponde al alcance real del proyecto;

Que, de otro lado, la valorización de los proyectos de transmisión no ha sido abordada en la Resolución 049 por no tratarse de aspectos relacionados con la liquidación anual de ingresos del servicio de transmisión, pero sí, con la fijación de peajes y compensaciones, según se está analizando;

Que, por lo tanto, este extremo del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución 049 debe ser declarado improcedente.

3.4 INCORPORAR EL VALOR DE INYECCIÓN DE POTENCIA DE LA CENTRAL TÉRMICA INDEPENDENCIA AL CÁLCULO DE LOS FPMd

3.4.1 Sustento del petitorio

Que, refiere la recurrente que, la exclusión de la inyección de potencia de la central térmica Independencia (“C.T. Independencia”) en el modelamiento del sistema del área de demanda 8 para el cálculo de los FPMd, vulnera lo establecido en los artículos 19.5 y 21.3 de la Norma Tarifas, que exige incluir las inyecciones provenientes de centrales aguas abajo que operan de forma sostenida durante el año;

Que, Electro Dunas sustenta que la C.T. Independencia cumple con el requisito, ya que se encuentra ubicada en la SET Independencia e inyecta directamente a la red de 60 kV del sistema de Pisco; la inyección promedio registrada durante el año 2022 fue de 8 MW, evidenciando una operación continua; y, en el día de máxima demanda del SEIN (6 de diciembre de 2022, 19:30 horas), la central alcanzó una potencia inyectada de 22,538 MW;

Que, dichos datos, según la recurrente, están disponibles en los registros de generación del COES y respaldan técnicamente la incorporación de la central en el modelamiento;

Que, Electro Dunas señala que Osinergmin ha interpretado que el modelamiento debe ceñirse exclusivamente al archivo de flujo de potencia aprobado en el plan de Inversiones 2025–2029. Sin embargo, argumenta que, esto es contrario a la Norma Tarifas, pues ésta no condiciona la inclusión de una central a su presencia en el plan de inversiones, sino a su régimen de operación técnico;

Que, hace referencia al precedente de la Central Térmica Tallanca que fue incluida por Osinergmin en el modelamiento del área de demanda 1 para el mismo periodo 2025–2029, pese a no haber estado considerada inicialmente en el plan de inversiones. Sostiene que, en ese caso, el Regulador indicó expresamente que se trataba de una “omisión subsanable” al haberse acreditado su operación antes de la aprobación del plan. Electro Dunas sostiene que la situación de la C.T. Independencia es completamente análoga, por lo que corresponde el mismo tratamiento regulatorio;

Que, según Electro Dunas, la exclusión de la central afecta la representatividad del modelo eléctrico y, en consecuencia, distorsiona los FPMd obtenidos, vulnerando el principio de veracidad técnica al basar el cálculo tarifario en una red que no representa fielmente la realidad operativa;

Que, por lo señalado, solicita se considere la inyección de la C.T. Independencia en el modelamiento empleado para calcular los FPMd del área de demanda 8, del periodo 2025–2029.

3.4.2 Análisis de Osinergmin

Que, la Norma Tarifas presenta una sola metodología integral aplicable para la determinación de los peajes y compensaciones de los SST y SCT; sin embargo, esta metodología se implementa en dos procesos regulatorios diferentes: i) aprobación del plan de inversiones, y ii) fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT;

Que, respecto al plan de inversiones, se precisa que en el planeamiento se consideran condiciones críticas desde el punto de vista de la demanda para efectos de dimensionamiento de líneas de transmisión; por tal motivo, en el plan de inversiones se consideró una inyección nula para la C.T. Independencia. No obstante, esta condición no limita analizar la posible consideración de las inyecciones de dicha central en el presente proceso regulatorio, al tratarse de procesos regulatorios distintos;

Que, Electro Dunas menciona que la C.T. Independencia cumple las condiciones técnicas requeridas para ser considerada en el cálculo de los FPMd; en ese sentido, manifiesta que los registros de medición del COES muestran una inyección promedio continua del orden de 8 MW para dicha central, lo que confirmaría, según indica, un régimen estable de operación. Asimismo, Electro Dunas sostiene que dicha central operó durante la máxima demanda del año de referencia registrada el 06 de diciembre de 2022 a las 19:30 horas;

Que, se han revisado los registros de medición del sistema de reportes del COES, en los cuales no se aprecia que la C.T. Independencia haya tenido una inyección promedio continua del orden de 8 MW como lo afirma la recurrente, ya que en base a dicha información se aprecia que su inyección promedio ha sido notablemente superior a dicho valor; asimismo, se ha determinado que la C.T. Independencia ha operado todos los meses del año de referencia, con una producción que se mantiene la mayor parte del tiempo de manera sostenida considerando que es una central sujeta al despacho del COES;

Que, para efectos del cálculo de los FPMd se determina que la C.T. Independencia opera con un régimen de producción que se mantiene en el año; en ese sentido, para el presente caso se empleará como inyección el valor de potencia inyectada por dicha central en el momento de la máxima demanda del año de referencia determinada por el COES el día 06 de diciembre de 2022, según los datos de medidores registrados por dicho Comité;

Que, tratándose de procesos regulatorios diferentes, para el presente proceso de fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT y caso concreto, en el cálculo del FPMd se considerará la inyección de la C.T. Independencia, al observarse que operó con un régimen de producción que se mantiene durante el año;

Que, con relación a la central térmica Tallanca, la inclusión para la determinación de los FPMd fue debido a una omisión, tal como se indica en el Informe N° 097-2025-GRT, siendo que esta central operó con un régimen de producción que se mantiene durante el año de referencia; por otro lado, en el caso de la C.T. Independencia, esta central sí estuvo modelada, pero con inyección nula, por lo que con relación a la C.T. Tallanca no son casos similares;

Que, por las razones expuestas, corresponde considerar la inyección de la C.T. Independencia en la determinación del factor de pérdidas medias del área de demanda 8. En consecuencia, se procede a actualizar el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08" y el archivo de cálculo del FPMd "F_500_FactPerd_AD08_RR";

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado.

3.5 CAMBIAR LA FECHA DE PUESTA EN SERVICIO DE LOS PROYECTOS SET COPARA Y SEGUNDA TERNA DE LT 220 KV INDEPENDENCIA – EL ÁNGEL

3.5.1 Sustento del petitorio

Que, Electro Dunas solicita a Osinergmin modificar la fecha de puesta en servicio asignada a los proyectos SET Copara y Segunda Terna de la Línea de Transmisión 220 kV Independencia – El Ángel al año 2026, para efectos del cálculo del FPMd;

Que, agrega, dicha solicitud se sustenta en los argumentos expuestos en el recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, mediante la cual, se aprobó el Plan de Inversiones 2025–2029, argumentos que, señala, fueron parcialmente desestimados por Osinergmin a través de la Resolución N° 144-2024-OS/CD. Ante esta decisión, Electro Dunas ha presentado una demanda contencioso-administrativa, actualmente en trámite, ante el Octavo Juzgado de la Corte Superior de Justicia de Lima (Expediente N.º 15553-2024-0-1853-JR-CA-08);

Que, respecto al proyecto de la SET Copara, Electro Dunas sostiene que, aun considerando un cronograma optimista, no es factible la puesta en servicio de la SET Copara para diciembre de 2025. La razón principal, indica que, el proceso de adquisición del transformador de potencia que incluye las etapas de fabricación, transporte, montaje y puesta en servicio, demanda un plazo mayor a 13 meses, constituyendo la ruta crítica del proyecto. A ello se suman otras actividades complementarias que también inciden en el cronograma general de ejecución;

Que, respecto al proyecto Segunda Terna LT 220 kV Independencia – El Ángel, Electro Dunas indica que el cronograma aprobado por Osinergmin contempla un plazo de 16 meses, el cual estima insuficiente para la ejecución integral del proyecto. Entre las actividades requeridas se incluye, estudios de ingeniería,

procesos de licitación, adquisición de equipamiento especializado (celdas GIS) y adecuaciones ambientales.

3.5.2 Análisis de Osinergmin

Que, la planificación que realiza Osinergmin en la aprobación del plan de inversiones y así como en la regulación de los peajes y compensaciones de los SST y SCT, se realiza en observancia del principio de eficiencia. De ese modo, si el sistema eléctrico requiere de la ejecución de una inversión para un determinado año, a efectos de atender las necesidades de la demanda y/o sostener la cargabilidad de las instalaciones en condiciones de calidad y confiabilidad, el Regulador no puede modificar artificialmente ese resultado técnico, para establecer que dicha inversión sea ejecutada en periodo posterior;

Que, lo alegado por Electro Dunas fue materia de pronunciamiento por parte de Osinergmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029. El año en el que un proyecto debe ser puesto en operación porque así lo requiere la demanda, es parte del proceso de aprobación y/o modificación del plan de inversiones, más no corresponde ser materia de la fijación de peajes y compensaciones;

Que, no es materia del proceso regulatorio en curso, valorizar proyectos o calcular el factor de pérdidas, en función de modificaciones al Plan de Inversiones 2021-2025. La presente fijación toma la información de los Planes de Inversiones debidamente aprobados, según corresponda, por lo que este proceso no constituye la oportunidad para modificar dicho Plan ni analizar la reprogramación de las fechas para la entrada en operación comercial de los proyectos aprobados;

Que, sin perjuicio de lo indicado, conforme lo señala Electro Dunas, a la fecha se encuentra en curso un proceso judicial (Expediente N° 15553-2024-0-1853- JR-CA-08). En dicho proceso, con fecha 23 de abril de 2025, Osinergmin fue notificado con la Resolución N° 07, que contiene la Sentencia de Primera Instancia, mediante la cual el Octavo Juzgado Especializado en lo Contencioso Administrativo de la Corte Superior de Justicia de Lima declaró infundada la demanda contencioso administrativa;

Que, en su pronunciamiento, el Juzgado señala que la ejecución del plan de inversiones aprobado es de cumplimiento obligatorio, y que el planeamiento obedece a las necesidades del sistema eléctrico, por lo que las alegaciones relacionadas con el presupuesto anual, los cronogramas internos o los plazos de adquisición de equipos no constituyen justificación válida para la modificación de las fechas aprobadas por el Regulador. Posteriormente, con fecha 05 de mayo de 2025, Electro Dunas interpuso recurso de apelación contra dicha sentencia, por lo que el proceso judicial se encuentra actualmente en trámite en la segunda instancia;

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 112-2025-OS/CD

Que, así, al encontrarse en trámite un procedimiento administrativo sobre la materia, tampoco Osinergmin puede pronunciarse sobre el fondo de lo solicitado, al existir una prohibición según el artículo 139.2 de la Constitución Política del Perú y el artículo 4 del Texto Único Ordenado de la Ley del Orgánica del Poder Judicial, aprobado con Decreto Supremo N° 017-93-JUS, de avocarse causas pendientes en sede jurisdiccional;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado improcedente.

Que, las modificaciones que motive la presente resolución en la fijación de peajes y compensaciones del periodo mayo 2025 – abril 2029, aprobados mediante Resolución 047, serán consignadas en resolución complementaria;

Que, finalmente, se han expedido el Informe Técnico [N° 457-2025-GRT](#) y el Informe Legal [N° 458-2025-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3, numeral 4, del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica; y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 15-2025 de fecha 23 de junio de 2025.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Disponer la acumulación de los procedimientos administrativos iniciados como consecuencia de los recursos de reconsideración presentados por Electro Dunas S.A.A. contra las Resoluciones N° 047-2025-OS/CD y N° 049-2025-OS/CD.

Artículo 2.- Declarar infundado el extremo 1 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 047-2025-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 3.1.2 de la presente resolución.

Artículo 3.- Declarar fundado en parte los extremos 2 y 3 del petitorio del recurso de

reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 047-2025-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 3.2.2 y 3.3.2 de la presente resolución.

Artículo 4.- Declarar improcedente los extremos 1, 2 y 3 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 049-2025-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 3.1.2, 3.2.2 y 3.3.2 de la presente resolución.

Artículo 5.- Declarar fundado el extremo 4 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 047-2025-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 3.4.2 de la presente resolución.

Artículo 6.- Declarar improcedente el extremo 5 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 047-2025-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 3.5.2 de la presente resolución.

Artículo 7.- Incorporar los Informes [N° 457-2025-GRT](#) y [N° 458-2025-GRT](#), como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 8.- Disponer que las modificaciones que motive la presente resolución a lo dispuesto en la Resolución N° 047-2025-OS/CD, se consignen en resolución complementaria.

Artículo 9.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y en el portal Web: <https://www.gob.pe/osinergmin>, y consignarla junto a los Informes [N° 457-2025-GRT](#) y [N° 458-2025-GRT](#) que la integran, en la página Web de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>.

Omar Chambergo Rodríguez
Presidente del Consejo Directivo